Archive of SID

ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاستگذاری‌های بالادستی نفت و گاز کشور

مسعود درخشان*

چکیده

در تدوین سیاستگذاری‌های بالادستی نفت و گاز کشور، تأمین منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده از ذخایر تجدیدناپذیر هیدروکربوری از اولویت کامل برخوردار است. علی رغم وجود حجم عظیم نفت درجا، متأسفانه به دلیل ویژگی‌های مخازن نفتی کشور ضریب بازیافت با روش تخلیه طبیعی بسیار پائین است، از این‌رو اجرای صحیح برنامه‌های ازدیاد برداشت ضروری است. از سوی دیگر با توجه به این حقیقت که میدان‌های عظیم و فوق‌عظیم نفتی ایران به نیمه دوم عمر خود رسیده‌اند، این ضرورت دوچندان می‌باشد. مطالعات انجام‌شده نشان می‌دهد که تزریق گاز به میزان کافی و در زمان مناسب به آن دسته از میادینی که از اولویت تزریق برخوردارند، بهترین روش برای بازیافت ثانویه و تولید با حد اکثر کارایی از اکثریت مخازن نفتی کشور می‌باشد. سیاست‌های بهره‌برداری از ذخایر گازی کشور بدون تدوین الگوهای مناسب برای ازدیاد برداشت از مخازن نفتی امکان‌پذیر نخواهد بود. برآورد حجم گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق، معیار مناسبی برای بهینه‌سازی در الگوی تخصیص گاز به مصارف مختلف از جمله صادرات از طریق خطوط لوله و یا LNG می‌باشد. تدوین تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی در افق چشم‌انداز و برآورد روندهای آتی تغییر قیمت‌های نفت خام، گاز طبیعی و انرژی‌های تجدیدپذیر، از متغیرهای اصلی در بهینه‌سازی سیاست‌های بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری کشور است.

واژگان کلیدی

سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز، تولید صیانتی، تراز گاز.

---

* دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی Email: derakhshan@atu.ac.ir

تاریخ ارسال: ۸۹/۰۳/۲۸ تاریخ پذیرش: ۸۹/۰۶/۲۱

فصلنامه راهبرد / سال نوزدهم / شماره۵۷ / زمستان ۱۳۸۹ / صص ۱۳۱-۱۰۹

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه

وابستگی اقتصاد کشور به درآمدهای حاصل از صدور نفت خام انکارناپذیر است. موضوع این مقاله بررسی علل این وابستگی و راهکارهای کاهش آن نیست، بلکه با مطالعه کاستی‌های موجود در سیاست‌های بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور در گذشته و حال، می‌کوشیم وجوه مختلف بهینه‌سازی این سیاست‌ها را ارزیابی کنیم تا بتوان منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده را از این ذخایر تجدیدناپذیر و تمام‌شدنی به نحو مناسبی تأمین کرد. با توجه به این پیش‌فرض‌ها که اولاً وابستگی اقتصاد ملی به درآمدهای نفتی تا آینده قابل پیش‌بینی همچنان ادامه خواهد داشت و ثانیاً با برنامه‌ریزی‌های جامع می‌توان این ثروت ملی را تبدیل به فرصتی برای توسعه متوازن در بلندمدت کرد، می‌توان گفت که حداکثرسازی ارزش اقتصادی این ذخایر عظیم از جمله مقولات استراتژیک است که بایستی در صدر سیاست‌های کلان کشور قرار گیرد.

سابقه صد ساله در تولید نفت خام و حضور فعال در گروه صادرکنندگان بزرگ نفت خام در خلال بیش از ۶۰ سال گذشته موجب شده است که بسیاری از مسئولان و سیاستگذاران اقتصادی کشور به اشتباه بر این باور باشند که در آینده نیز این روند همچنان ادامه خواهد یافت؛ به نحوی که نه‌تنها تقاضای داخلی برای فرآورده‌های نفتی را می‌توان تا بیش از ۸۰ سال دیگر پاسخ داد، بلکه با استمرار صدور نفت خام هیچ‌گونه کمبودی به لحاظ درآمدهای ارزی نخواهیم داشت. از سوی دیگر، این باور نیز وجود دارد که با بهره‌برداری بیشتر از ذخایر گازی به ویژه از میدان عظیم پارس جنوبی می‌توان علاوه بر پاسخگویی به تقاضای داخلی برای گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری، صنعت و پتروشیمی، حمل‌ونقل، نیروگاه‌ها و تزریق به میادین نفتی، حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز طبیعی را صادر کرد و با درآمدهای ارزی آن، فرآیند توسعه اقتصادی را سرعت بخشید و به جایگاهی برتر در گروه خام‌فروشان بازار جهانی نفت و گاز دست یافت تا علاوه بر تحقق اهداف رشد و توسعه اقتصادی، مواضع سیاسی کشور را در روابط بین‌المللی تقویت نمود.

چنین تصویری از وضعیت آینده ذخایر هیدروکربوری کشور و نقشی که از جایگاه این ذخایر در توسعه اقتصادی و سیاسی کشور ترسیم شده، کاستی‌های جدی دارد و می‌تواند امنیت ملی را به شدت به مخاطره

www.SID.ir

Archive of SID

اندازد. متأسفانه در سال‌های بعد از انقلاب اسلامی مطالعات جامعی از وضعیت ذخایر نفتی کشور و امکان‌پذیری افزایش بازیافت از مخازن نفتی در ادامه مطالعات قبلی صورت نگرفته و لذا تدوین سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز کشور با کاستی‌های جدی در اطلاعات اولیه مواجه است. از این‌رو در این مقاله سعی شده است تا حد امکان از آمار و اطلاعاتی که در صحت آن تردیدهای جدی وجود دارد، استفاده نشود و به جای آن با تجزیه‌وتحلیل سیاست‌هایی که عملاً اجرا شده و یا در آینده نزدیک به مرحله اجرا خواهد رسید، به راهکارهایی برای تدوین سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور نزدیک شویم.

اهمیت و ضرورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت در مدیریت مخازن، موضوع بخش دوم این مقاله است. همبستگی سیاست‌های نفتی و گازی در ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، موضوع بخش سوم می‌باشد. در این بخش نشان داده شده است که برنامه‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی حلقه اتصال سیاست‌های نفتی و گازی کشور است. در بخش چهارم، به آرمانگرایی در تدوین سیاست‌های بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز کشور پرداخته شده است. در بخش پنجم با تأکید بر این حقیقت که برخی سیاست‌های کلان در بخش بالادستی از جمله سیاست صدور گاز طبیعی در کوتاه‌مدت و میان‌مدت فاقد ملاحظات بلندمدت است، به برنامه‌های توسعه صادرات گاز در وضعیت کمبود گاز برای تزریق به میادین نفتی اشاره شده که از اهم ملاحظات استراتژیک در سیاست‌های هیدروکربوری کشور است. در این بخش، منفی بودن تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی نیز به اجمال مطرح شده است. نتیجه‌گیری و برخی توصیه‌های سیاستگذاری موضوع بخش ششم این مقاله را تشکیل می‌دهد.

۱- ضرورت و اهمیت برنامه‌های ازدیاد برداشت در مدیریت مخازن

حجم بسیار بالای «نفت درجای اولیه» [1] و پائین بودن متوسط ضریب بازیافت اولیه در مقایسه با میادین نفتی سایر کشورهای نفتی حوزه خلیج فارس و بسیاری دیگر از تولیدکنندگان بزرگ نفت در جهان، دو ویژگی اساسی برای میادین نفتی کشور است. پائین بودن بازیافت اولیه یا «تخلیه طبیعی» [2]

1. Initial Oil in Place or Original Oil in Place
2. Natural Depletion

www.SID.ir

Archive of SID

عمدتاً ناشی از این حقیقت است که اکثر میادین نفتی کشور ما دارای سنگ مخزن با «تراوایی»[3] بسیار پائین است. خاطرنشان می‌شود که حجمی از نفت درجا را که می‌توان استخراج کرد، اصطلاحاً «ذخایر»[4] نفتی می‌گویند. از این‌رو ضروری است که برنامه‌های ازدیاد برداشت در مدیریت مخازن در اولویت کامل باشد تا بتوان حجم بیشتری از نفت درجا را استحصال کرد؛ به ویژه آنکه در قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران بر تولید صیانتی از مخازن نفتی که منجر به ازدیاد برداشت از مخازن نفتی می‌شود، مؤکداً تصریح شده است و حضرت امام خمینی (ره) نیز رعایت موازین تولید صیانتی از مخازن نفت و گاز را به لحاظ شرعی از واجبات دانسته‌اند.

برآورد نسبتاً دقیقی که از حجم «نفتِ درجای اولیه» در ترازنامه انرژی سال ۱۳۷۴ گزارش شده (وزارت نیرو، ۱۳۷۴)، نشان می‌دهد که نفت درجای اولیه در تمامی مخازن نفتی کشور، شامل ۶۵ میدان در نواحی خشکی و ۲۱ میدان در مناطق دریایی، جمعاً حدود ۵۰۰ میلیارد بشکه بوده است. در همان گزارش، بخشی از نفت درجای اولیه که به صورت تخلیه طبیعی و بدون اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت قابل استحصال است و به آن اصطلاحاً «ذخایر اولیه»[5] می‌گویند، حدود ۹۴ میلیارد بشکه گزارش شده است که ضریب بازیافتی حدود ۱۹ درصد را نشان می‌دهد. بدیهی است با کسب اطلاعات بیشتر از وضعیت مخازن تولیدی و توسعه نیافته و اکتشافات جدید، تخمین‌های اولیه را می‌توان تجدید نظر کرد. متأسفانه از سال ۱۳۷۴ به بعد آمار رسمی از حجم نفت درجای اولیه منتشر نشده، اما آمارهای موجود رسمی ولی غیرقابل استناد نشان می‌دهد که نفت درجای اولیه از مرز ۶۳۰ میلیارد بشکه فراتر رفته و ضریب بازیافت نیز با احتساب ذخایر ثانویه، به بیش از ۲۲ درصد رسیده است. علی‌رغم تردیدهایی که در دقت این آمارها وجود دارد، اگر حجم نفت درجای اولیه را حدود ۶۰۰ میلیارد بشکه فرض کنیم، آنگاه با اجرای برنامه‌های صحیح مدیریت مخازن اگر بتوان ضریب بازیافت را دست کم ۱۰ درصد افزایش داد حدود ۶۰ میلیارد بشکه به ذخایر قابل استحصال کشور اضافه خواهد شد که بر اساس بشکه‌ای ۸۰ دلار ارزش افزوده‌ای معادل ۴/۸ تریلیون دلار ایجاد می‌کند. حجم تولید انباشتی نفت خام از شروع تولید

3. Permeability
4. Reserves
5. Primary Reserves

www.SID.ir

Archive of SID

تجاری در سال ۱۹۰۷ میلادی تاکنون جمعاً بیش از ۷۰ میلیارد بشکه است که افزون بر نیمی از آن مربوط به سال‌های بعد از انقلاب اسلامی بوده است.

مطالعات مخازن نفتی کشور نشان می‌دهد که حجم نفت درجای موجود در مخازن توسعه نیافته در مقایسه با حجم نفت درجای موجود در مخازن تولیدی بسیار اندک است. این امر نشان‌دهنده ضرورت افزایش ضریب بازیافت از میادین تولیدی است. بدیهی است میادینی که ظرفیت بالایی برای افزایش بازیافت دارند، باید در اولویت قرار گیرند. حجم قابل ملاحظه‌ای از نفت درجا و ذخایر اثبات‌شده در میادین واقع در نواحی خشکی مربوط به آن دسته از میادینی است که نیمه دوم عمر خود را می‌گذرانند و لذا فشار آنها کاهش قابل ملاحظه‌ای یافته است. بنابراین سرمایه‌گذاری‌های لازم برای فشارافزایی این مخازن بایستی به سرعت انجام شود تا بتوان ضریب بازیافت از آنها را به حداکثر رساند. تأخیری که تاکنون در اجرای برنامه‌های جامع ازدیاد برداشت در این میادین صورت گرفته آثار منفی خود را در استمرار توان تولید در سطح ۴ میلیون بشکه در روز به سرعت نمایان خواهد کرد. برای میادین دریایی نیز وضعیت مشابهی ملاحظه می‌شود. نفت درجای فقط ۶ میدان بزرگ تولیدی در مناطق دریایی، بیش از ۷۷ درصد از نفت درجای موجود در مخازن تولیدی تمامی میادین دریایی را شامل می‌شود. متأسفانه به طور متوسط بیش از ۳۵ سال از عمر این ۶ میدان می‌گذرد و فشار عموم آنها به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است. بنابراین ضرورت و اهمیت اجرای هرچه سریع‌تر برنامه‌های ازدیاد برداشت برای افزایش ضریب بازیافت در میادین واقع در نواحی خشکی و مناطق دریایی که از اولویت تزریق برخوردارند، از اهمّ واجبات در تدوین سیاست‌های بهینه برای مدیریت مخازن نفتی کشور است.

متأسفانه در آمارهای رسمی، ذخایر نفت خام و «میعانات گازی»[6] یا کندانسه حاصل از تولید گاز طبیعی از مخازن گازی به صورت یک‌کاسه گزارش شده است. ابهامات موجود در نحوه محاسبه آمار حجم ذخایر کندانسه موجب می‌شود که نتوان این مجموع را مبنای تدوین سیاستگذاری‌های نفت و گاز کشور قرار داد. به عبارت دیگر، بهتر است آمارهای مربوط به نفت خام قابل استحصال را از کندانسه جدا کنیم تا نه تنها تصویر روشن‌تری از وضعیت ذخایر هیدروکربوری

6. Condensate

www.SID.ir

Archive of SID

کشور به دست آید، بلکه بتوان میعانات گازی را بـه دو دسـته میعانـات بالفعـل و میعانـات بـالقوه تقسـیم نمـود. بـرای توضـیح بیشـتر، تقسیم‌بندی ذخایر گازی کشور به شـرح زیـر است:

الف) مخازن گازی در نـواحی خشـکی و مناطق دریایی که خود بر دو قسم‌اند:

۱. مخازنی که به لحاظ هزینه- فایـده و نیز مشترک بودن مخزن با کشور دیگر لازم است، هرچه سریع‌تر بـه مرحله تولید برسـند و یـا تولیـد از آنها با رعایت موازین تولید صیانتی، از طریق برنامـه‌ریـزی مشـترک بـا کشور شـریک در مخـزن، افـزایش یابـد،ماننـد میـدان گـازی پـارس جنوبی.

۲. مخازنی که در وضعیت کنـونی بـه علت انـدک بـودن حجـم میعانـات گازی، نـوع سـنگ مخـزن، میـزان ناخالصی‌های موجود در گاز و نظایر آن، تولید از آنها چندان مقرون بـه صرفه نیست.

ب) گازهای موجود در کلاهک‌های گازی مخازن نفتی؛

ج) گازهای محلول در نفت مخازن نفتی.

بدیهی است استفاده از گازهـای موجـود در کلاهک‌هـای گـازی خـلاف اصـول تولیـد صیانتی است و بـا قـانون نفـت نیـز مغـایرت دارد، زیرا موجب می‌شـود کـه فشـار مخـازن نفتی به شدت کاهش یابد و حجم عظیمی از نفت درجـا قابـل استحصـال نشـود. بنـابراین حجم میعانات موجود در کلاهک‌هـای گـازی را بایستی جزو کندانسـه بـالقوه قـرار داد نـه بالفعل، زیرا که کندانسه کلاهک‌ها را مـوقعی می‌توان استحصال نمود که تولید نفـت از آن مخـازن نفتـی متوقـف شـود. بنـابراین تنهـا کندانسه حاصل از آن دسته مخازن گـازی را که در حال حاضر در مرحله تولید هسـتند و یا با برنامه‌ریـزی‌هـای انجـام‌شـده، در آینـده معلوم به مرحله تولید خواهند رسید، می‌توان جزو کندانسه بالفعل طبقه‌بندی کـرد و آن را به حجم ذخایر نفت خام افزود تـا بـه بـرآورد واقعی از ذخایر هیدروکربور مایع دست یافـت و آن را مبنای سیاستگذاری‌های نفتی کشـور قـرار داد. متأسـفانه ایـن حقیقـت در تـدوین آمارهای رسمی از ذخـایر هیـدروکربور مـایع مغفول مانده است.

www.SID.ir

Archive of SID

رعایت ضوابط تولید صیانتی از مخازن گازی کشور که حجم قابل ملاحظه‌ای میعانات گازی دارند، مانند پارس جنوبی، بایستی در اولویت باشد. با استمرار تولید از این مخازن، فشار آنها می‌تواند به قدری کاهش یابد که با رسیدن به زیر «نقطه شبنم»[7]، درصد قابل ملاحظه‌ای از کندانسه موجود در مخزن غیرقابل استحصال شود. با توجه به حجم عظیم «گاز درجای اولیه»[8] در پارس جنوبی، اجرا نکردن برنامه‌های تولید صیانتی در این میدان موجب از دست رفتن میلیاردها بشکه کندانسه خواهد شد که برای ذخایر هیدروکربور مایع کشور خسارات جبران‌ناپذیری محسوب می‌شود. بدیهی است تدوین و اجرای هر برنامه‌ای در این زمینه مستلزم مشارکت قطر است. چون منافع این کشور نیز در گرو تولید صیانتی از این میدان است. از این رو، رقابت در بالابردن سطح تولید باید به سرعت جای خود را به همکاری در مدیریت این مخزن عظیم گازی بدهد تا بتوان با اتخاذ روش‌هایی همچون بازگردانی گاز به مخزن بعد از استحصال کندانسه[9]، به تولید صیانتی دست یافت.

۲- ازدیاد برداشت از مخازن نفتی: حلقه اتصال سیاست‌های نفتی و گازی کشور

رعایت اصول فنی در تولید صیانتی از ذخایر هیدروکربوری به منظور تأمین منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده ایجاب می‌کند که سیاست‌های نفت و گاز کشور در چارچوب واحدی طراحی و تدوین شود. متأسفانه در سیاست‌های هیدروکربوری کشور دو مقوله نفت و گاز معمولاً جدا از یکدیگر در نظر گرفته می‌شود، در حالی که اصل بازیافت با حداکثر کارایی[10] ایجاب می‌کند که در الگوی تخصیص گاز طبیعی به مصارف مختلف، نیاز میادین نفتی کشور به گاز طبیعی در اولویت باشد، زیرا ازدیاد برداشت از مخازن نفتی مستلزم دسترسی به حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز طبیعی برای تزریق به میادین نفتی است.

یادآوری می‌شود که گاز عرضه‌شده در وضعیت کنونی، با توجه به نیاز هریک از بخش‌های خانگی، تجاری، حمل‌ونقل، صنعت به ویژه پتروشیمی، نیروگاه‌ها و صادرات اختصاص داده می‌شود و معمولا" گاز باقی مانده را برای تزریق به میادین نفتی در نظر می‌گیرند. الگوی تخصیص گاز طبیعی به

7. Dew Point
8. Initial Gas in Place or Origonal Gas in Place (OGIP)
9. Gas Recycling
10. Maximum Efficient Recovery (MER)

www.SID.ir

Archive of SID

مصارف فوق‌الذکر تابعی از کیفیت و جامعیت مطالعات کارشناسی در عرضه و تقاضای گاز طبیعی و نفت خام و شناخت بازارهای جهانی و تحولات قیمت نفت و گاز در آینده است. البته برای تدوین الگوی بهینه تخصیص گاز طبیعی بایستی علاوه بر عوامل فوق، جایگاه سایر حامل‌های انرژی همچون زغال‌سنگ، انرژی‌های تجدیدپذیر و انرژی هسته‌ای را در الگوی عرضه و تقاضای انرژی در کشور نیز به دقت مطالعه نمود تا بتوان در چارچوب «مدل جامع انرژی» به جایگاه مناسبی برای نفت و گاز در سبد انرژی دست یافت. با وجود این، چون بحث ما در این مقاله اولاً محدود به نفت و گاز است و ثانیاً در وضعیت کنونی و تا آینده قابل پیش‌بینی، نفت و گاز در بازار انرژی نقش اصلی را ایفا می‌کند، لذا به سایر انرژی‌ها نپرداخته‌ایم، اما این اطمینان وجود دارد که حتی با لحاظ کردن سایر حامل‌های انرژی، نتایج حاصل در این مقاله تغییرات اساسی نخواهد کرد.

متأسفانه با این پیش‌فرض که «گاز ارزان و فراوان» در اختیار داریم، موجب شده است که بدون توجه به هزینه فرصت گاز، برنامه‌های گازرسانی به شهرها و روستاها، گازسوزکردن خودروها و عرضه گاز بسیار ارزان به نیروگاه‌ها و پتروشیمی در سرلوحه سیاست‌های داخلی قرار گیرد و در عین حال برنامه‌ریزی برای صدور حجم عظیمی از گاز به هند، پاکستان، آسیای جنوب شرقی و اروپا به صورت گاز طبیعی مایع شده[11] و یا خط لوله در اولویت سیاست‌های خارجی در بخش انرژی باشد. متأسفانه به این نکته توجه نشده که اولاً کالایی به نام «گاز ارزان» وجود ندارد و گاز نیز همانند هر کالای دیگر قیمتی دارد که با توجه به عرضه و تقاضای فعلی و مورد انتظار در بازارهای داخلی، منطقه‌ای و بین‌المللی تعیین می‌شود و ثانیاً در وضعیت کنونی، گاز فراوان فقط در مخازن است که استحصال و پالایش آن نیازمند سرمایه‌گذاری‌های لازم و زمان می‌باشد که باید فرآیندهای مرتبط با آن به دقت محاسبه شود تا بتوان توازن بین عرضه و تقاضا را برقرار کرد، در غیر این صورت با کمبود شدید گاز روبه‌رو خواهیم شد، چنان‌که در برخی زمستان‌ها شاهد آن بوده‌ایم و در زمستان‌های آینده نیز علی‌رغم کاهش عرضه و قطع موقتی گاز به برخی صنایع، کمبود گاز برای مصارف خانگی و تجاری به مرزهای نگران‌کننده‌ای خواهد رسید.

تزریق گاز به مخازن نفتی، حلقه اتصال سیاست‌های نفتی و گازی کشور ما را تشکیل

11. Liquified Natural Gas (LNG)

www.SID.ir

Archive of SID

می‌دهد. بدیهی است در الگوی تخصیص بهینه گاز به بخش‌های مختلف باید ارزش افزوده گاز طبیعی در هر یک از آن بخش‌ها را در بلندمدت به دقت محاسبه نمود تا منافع بین‌نسلی در مصرف این ثروت ملی تأمین شود. مطالعات درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸۵) نشان می‌دهد که تخصیص گاز طبیعی برای تزریق به میادین نفتی به منظور ازدیاد برداشت، بالاترین ارزش افزوده را در بلندمدت ایجاد می‌کند. این مطالعات که بر اساس «مدل سعیدی برای ازدیاد برداشت از مخازن شکافدار» به تفکیک برای هر یک از مخازن نفتی کشور انجام شده است، نشان می‌دهد که با تزریق انباشتی حدود ۲۳۰ تریلیون پای مکعب در مدت زمانی حدود ۳۰ سال (معادل تزریق روزانه ۲۲ میلیارد پای مکعب) به منظور فشار افزایی کامل در لایه‌های مختلف ۳۱ میدان نفتی در نواحی خشکی و ۶ میدان نفتی در مناطق دریایی که از اولویت تزریق برخوردارند، می‌توان به حدود ۷۰ میلیارد بشکه ازدیاد برداشت رسید[1]. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که مخازن نفتی ما قابلیت تولید ۷۰ میلیارد بشکه ازدیاد برداشت علاوه بر تخلیه طبیعی را دارند. این حجم عظیم برای ازدیاد برداشت که تقریباً معادل تولید نفت خام کشور در صد سال گذشته است، سرمایه‌ای گرانبها برای نسل‌های آینده است، ضمن آنکه کمک شایانی به رفع کمبود آتی نفت خام در سطح جهانی خواهد کرد. ناگفته نماند که گاز تزریق‌شده به میادین نفتی، برای نسل‌های آینده ذخیره‌سازی خواهد شد و لذا بعد از آنکه تولید از این میادین نفتی در آینده متوقف شود، گاز تزریقی و کندانسه موجود در آن مورد استفاده نسل‌های آینده قرار خواهد گرفت. همچنین این مطالعات نشان می‌دهد که بازدهی اقتصادی برنامه‌های تزریق گاز به میادین نفتی در مقایسه با صادرات گاز بیش از چهار برابر است؛ ضمن آنکه اصل گاز تزریقی را نیز از دست نداده‌ایم.

مطالعات فوق نشان می‌دهد که با تزریق روزانه ۲۲ میلیارد پای مکعب به مدت ۳۰ سال به مخازنی که از اولویت تزریق برخوردارند و افزایش فشار آنها به سطح اولیه، استمرار تولید روزانه ۴ میلیون بشکه نفت از سال ۱۴۲۰ به بعد امکان‌پذیر خواهد شد. در آن زمان، تزریق روزانه ۸/۵ میلیارد پای مکعب به این میادین نفتی برای تثبیت فشار آنها کافی است و لذا می‌توان روزانه (۱۳/۵) میلیارد پای مکعب گاز به مصارف داخلی یا صادرات اضافه نمود. از سوی دیگر،

www.SID.ir

Archive of SID

از سال ۱۴۴۰ به بعد (حدود ۵۰ سال پس از بهره‌برداری از مخازن نفتی از زمان شروع تزریق در سال ۱۳۹۰) می‌توان از کلاهک‌های گازی بسیاری از میادین نفتی نیز بهره‌برداری کرد و به حجم گاز مورد نیاز داخلی و صادرات افزود.

ناگفته نماند بدون توجه به خصوصیات مخازن نفتی کشور که نوعاً شکافدار[12] و «نفت - تر»[13] هستند نمی‌توان به اهمیت تزریق گاز در ازدیاد برداشت پی برد. جهت توضیح این نکته اجمالاً اشاره می‌کنیم که تولید از میادین نفتی به کمک انرژی طبیعی مخزن را اصطلاحاً «تخلیه طبیعی»[14] یا «بازیافت اولیه»[15] می‌گویند و حجم نفت خام تولید شده با این روش را «ذخایر اولیه»[16] می‌نامند. ازدیاد برداشت حاصل از تزریق آب یا گاز را اصطلاحاً «بازیافت ثانویه»[17] و حجم آن را «ذخایر ثانویه»[18] می‌گویند در حالی که ازدیاد برداشت از طریق تزریق «آب توان یافته»[19] و یا تزریق هوا، گاز ازت، روش‌های حرارتی، میکربی و نظایر آن را اصطلاحاً «بازیافت ثالثیه»[20] و حجم آن را «ذخایر ثالثیه»[21] می‌نامند. به کارگیری روش‌های بازیافت ثالثیه برای ازدیاد برداشت در مخازن نفتی کشور ما به جز مواردی نوعاً جنبه آکادمیک دارد و در مقیاس گسترده تجاری نیست. از سوی دیگر، با اینکه تزریق گاز به میادین نفتی کشور از خرداد ۱۳۵۵ با تزریق به میدان هفتگل و از آبان ۱۳۵۵ با تزریق به میادین گچساران و لب سفید آغاز شد و تاکنون هرچند در مقیاس محدود به تعدادی از مخازن نفتی ادامه دارد، درصد بسیار بالایی از تولید روزانه نفت خام از میادین خشکی و دریایی هنوز با روش تخلیه طبیعی انجام می‌شود؛ هرچند که از زمان مناسب برای شروع برنامه‌های ازدیاد برداشت در بسیاری از آنها گذشته است.

یکی از اصول پذیرفته‌شده در مدیریت مخازن نفتی این است که افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی از طریق تزریق گاز به مراتب بهتر از تزریق آب است. علت این امر، حلّالیت گاز در نفت در اثر بالارفتن فشار مخزن و لذا «انبساط»[22] نفت از یک سو و پائین آمدن «کشش بین سطحی IFT»[23]

12. Fractured Reservoirs
13. Oil. Wet
14. Natural Depletion
15. Primary Recovery
16. Primary Reserves
17. Secondary Recovery
18. Secondary Reserves
19. Enhanced Water Injection
20. Tertiary Recovery
21. Tertiary Reserves
22. Swelling
23. Interfacial Tension

www.SID.ir

Archive of SID

بین نفت و گاز و لذا پائین آمدن خاصیت نگهداری نفت باقیمانده به دنبال کاهش «فشار موئینگی»[۲۴] از سوی دیگر است که این دو عامل به هیچ وجه در تزریق آب مشاهده نمی‌شود. البته در حالتی که سنگ مخزن از نوع «نفت تر یا نفت دوست» باشد که ویژگی اصلی مخازن شکافدار آهکی کشور ماست، ضخامت نفت باقیمانده بر روی منافذ سنگ مخزن در صورت تزریق گاز تقریباً برابر با نصف ضخامت نفت باقیمانده در صورت تزریق آب است. (درخشان، سعیدی و دیگران، ۱۳۸۶).

البته ازدیاد برداشت در بسیاری از میادین نفتی جهان با روش‌هایی غیر از تزریق گاز انجام می‌شود. این امر می‌تواند دلایل متعددی از جمله موارد زیر داشته باشد: در دسترس نبودن حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، فقدان انگیزه کافی در شرکت‌های بزرگ نفتی در تولید صیانتی از مخازن نفتی، بالا بودن قیمت گاز صادراتی و لذا انگیزه مالی برای شرکت‌های بزرگ نفتی در صدور گاز و کسب سودهای کلان در کوتاه‌مدت، تعهدات قبلی کشورها یا شرکت‌های نفتی در صدور گاز، ارزان‌تر بودن اجرای برنامه‌های تزریق آب در مقایسه با تزریق گاز، بالاتر بودن ارزش فعلی برنامه‌های تزریق آب به مخازن سنگ ماسه‌ای در مقایسه با تزریق گاز به مخازن شکاف دار آهکی. خاطرنشان می شود که تزریق گاز فقط از طریق فرآیند «ریزش ثقلی»[۲۵] کارایی دارد، در حالی که تزریق آب عموماً توسط «فرآیند سیلابی»[۲۶] انجام می‌شود و می‌دانیم که سرعت سطح تماس بین «فاز جابه‌جا کننده»[۲۷] (آب یا گاز) و فاز «جابه‌جا شونده»[۲۸] (نفت) به روش سیلابی حدود ۱۰۰ برابر فرآیند ریزش ثقلی است (درخشان، سعیدی و دیگران، ۱۳۸۶). بدیهی است عدم رعایت اصول فنی - مهندسی در تزریق گاز می‌تواند خساراتی همچون رسوب آسفالتین در مخازن نفتی ایجاد کند که البته در هر برنامه عملیاتی اینگونه ریسک‌های عملیاتی وجود دارد که با رعایت اصول فنی - مهندسی قابل اجتناب است.

۳- آرمان‌گرایی در اهداف و سیاستگذاری‌های نفت و گاز کشور

یکی از کاستی‌های جدی در نظام تصمیم‌گیری و سیاستگذاری در بهره‌برداری

24. Capillary Pressure

25. Gravity Drainage
26. Flooding Process
27. Displacing Phase
28. Displaced Phase

www.SID.ir

Archive of SID

از ذخایر هیدروکربوری کشور، آرمان‌گرایی در اهداف و فقدان توجه کافی به واقعیات است. این امر می‌تواند رشد و توسعه این بخش بسیار مهم و استراتژیک کشور را با موانع جدی مواجه کند. برای نشان دادن این حقیقت به سه نمونه از هدف‌گذاری‌های آرمانی که از سوی مقامات ارشد دستگاه نفت اعلام شده است، اشاره می‌کنیم.

الف) «کشور ما در طول دو دهه گذشته... از جایگاه برابر خود با عربستان تا حد یک سوم آن کشور پائین آمده و اگر این روند گذشته همچنان ادامه یابد، بیم آن می‌رود که کشورهایی نظیر کویت و امارات نیز در بخش صادرات از ما پیشی بگیرند و این در حالی است که ذخایر لازم در کشور ... برای قرار گرفتن ما در جایگاه دوم تولید و صادرات در درون اوپک و حتی جهان که جایگاه مناسب برای کشور ماست، فراهم است» (وزارت نفت، ۱۳۷۷).

ملاحظه می‌شود که برخی معیارهای به کار رفته در سیاستگذاری موجود در حوزه بین‌الملل نفت عبارت است از داشتن جایگاهی برابر با عربستان، پیشی جستن از کویت و امارات، احراز مقام دوم در اوپک و حتی در جهان، و این حالی است که کوچک‌ترین توجهی به امکان‌سنجی توان وضعیت مخازن نفتی کشور برای تحقق این اهداف از یک‌سو و تأمین منافع نسل‌های آینده از سوی دیگر نشده است. متأسفانه در تدوین اهداف فوق این حقیقت مغفول مانده که مدت‌هاست از اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت و تولید صیانتی از ذخایر بزرگ نفتی کشور گذشته است. کاهش متوسط بازدهی هر حلقه چاه نفتی از حدود ۱۲۵۰۰ بشکه در روز در آستانه انقلاب اسلامی به حدود کمتر از ۱۸۰۰ بشکه در روز در وضعیت کنونی، شاهدی گویا بر این مدعاست.

ب) «در صورت انجام سرمایه‌گذاری‌های مناسب در صنعت نفت تا سال ۲۰۲۰ میلادی، ایران با تولید روزانه ۷/۵ میلیون بشکه نفت، هفت درصد رقم صادرات این انرژی را در جهان به خود اختصاص خواهد داد... در صورت تحقق این رقم، سهم صادرات نفت ایران در اوپک به ۱۴ درصد خواهد رسید. [همچنین] پیش‌بینی [می‌شود که] عمر ذخایر نفت و گاز ایران به ترتیب تا ۹۳ و ۲۲۰ سال دیگر [است].»[۲]

فقدان دانش کافی از مخازن نفتی کشور موجب شده است که برخی دست‌اندرکاران و سیاستگذاران مسائل نفتی اساساً تفاوتی در نقش سرمایه‌گذاری در تولید کالاهای صنعتی و در استحصال نفت از

www.SID.ir

Archive of SID

مخازن نفتی قائل نباشند و تولید نفت خام را تابعی از حجم سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده بدانند. بدیهی است در مقدمات علم اقتصاد معمولاً تولید را تابعی از سرمایه‌گذاری فرض می‌کنند، اما وضعیت در اقتصاد نفت به گونه‌ای دیگر است. بازیافت نفت خام مازاد بر تخلیه طبیعی مستلزم اجرای برنامه‌های صحیح ازدیاد برداشت از مخازن نفتی است که البته خود نیازمند سرمایه‌گذاری‌های لازم است، اما تابعی از ویژگی‌های مخازن نفتی نیز هست که سقف تولید را علی‌رغم سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده تعیین می‌کند. چنان که قبلاً گفته شد، یکی از این ویژگی‌ها ضریب تأثیر بسیار بالای تزریق گاز در ازدیاد برداشت از مخازن نفتی کشور ماست. بنابراین حفظ سطح فعلی تولید به میزان ۴ میلیون بشکه در روز و یا ارتقاء آن نیازمند دسترسی به حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز طبیعی است که باید در حجم لازم و کافی و در زمان مناسب به میادین نفتی تزریق شود. سرمایه‌گذاری به معنای تجهیزات، توسعه نیروی انسانی و نظایر آن ضرورتاً موجب ازدیاد برداشت نمی‌شود؛ هرچند شرط لازم برای اکتشاف میادین جدید، تعمیر، تکمیل و یا حفر حلقه چاه‌های بیشتر برای افزایش تولید و مانند آن است. اما نباید از این حقیقت غافل ماند که با افزایش حفر تعداد حلقه چاه‌ها زمانی فرا می‌رسد که متوسط بازدهی از هر حلقه چاه مرتباً کاهش خواهد یافت. بر اساس مدل سعیدی در ازدیاد برداشت، با تزریق حدود ۶/۲ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی (تقریباً معادل نیمی از ذخایر پارس جنوبی) می‌توان به حدود ۷۰ میلیارد بشکه ازدیاد برداشت دست یافت و در عین حال تولید ۴ میلیون بشکه در روز را برای ۵۰ سال دیگر ادامه داد و برای مدت محدودی نیز سطح تولید را به حدود ۵/۵ میلیون بشکه در روز رساند. با وجود این، در وضعیت کنونی که برنامه‌ای جدی برای ازدیاد برداشت در دستور کار وزارت نفت قرار ندارد و سیاست‌های هیدروکربوری کشور در بخش بالادستی در حول محور صادرات گاز متمرکز شده است، چگونه می‌توان فرضیه رسیدن به ۷/۵ میلیون بشکه تولید روزانه را پذیرفت؟

از سوی دیگر، اگر تقاضای فعلی برای فرآورده‌های نفتی را معادل ۱/۷ میلیون بشکه در روز در نظر گرفته و آن را با نرخ رشد حداقل ۶ درصد در سال افزایش دهیم، تقاضای داخلی نفت خام در افق چشم‌انداز (۱۴۰۳ شمسی) به بیش از ۴ میلیون بشکه در روز می‌رسد که در آن صورت خالص

www.SID.ir

Archive of SID

درآمد حاصل از صدور نفت خام صفر خواهد شد. اگر افت طبیعی تولید را در وضعیت کنونی که سالیانه دست کم حدود ۲۰۰ هزار بشکه است در نظر بگیریم صفر شدن درآمدهای حاصل از صدور نفت خام قبل از افق چشم‌انداز به شرط ثابت ماندن سایر عوامل محتملا" به وقوع خواهد پیوست، مگر آنکه با حفر یا تکمیل تعداد زیادی حلقه چاه بتوان از افت تولید جلوگیری نمود. با وجود این، مطالعات انجام‌شده نشان می‌دهد که تعداد حلقه چاه‌هایی که باید حفر شود، به قدری زیاد است که به لحاظ مالی و تجهیزات موجود برای حفاری، امید چندانی به توفیق در اجرای برنامه‌های عظیم حفاری وجود ندارد (درخشان، سعیدی و دیگران، ۱۳۸۶). چنان که پیش‌تر گفته شد، حفر هر حلقه چاه قطعاً در بازدهی چاه‌های نزدیک به آن تأثیر منفی دارد و لذا نهایتاً بازدهی متوسط همه چاه‌ها کاهش خواهد یافت. در چنین وضعیتی چگونه می‌توان این فرضیه را پذیرفت که بهره‌برداری از ذخایر نفتی کشور به روال موجود و بدون اجرای برنامه‌های صحیح ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز به میزان لازم و کافی و در زمان مناسب، می‌تواند تا ۹۳ سال دیگر ادامه داشته باشد؟

ج) «جمهوری اسلامی ایران، به عنوان دومین تولیدکننده نفت در مجموعه کشورهای عضو اوپک، می‌بایست ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را طی ۲۰ سال آینده تأمین کند. از این‌رو لازم است در تنظیم سیاست‌های داخلی، اولویتی ویژه به توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت داده شود» (زنگنه، ۱۳۸۱، ص۴).

سؤال این است که اگر با فروش ثروت نسل فعلی و نسل‌های آینده «می‌بایست» برای رفع نیاز مبرم کشورهای پیشرفته صنعتی به نفت خام طی ۲۰ سال آینده مشارکت فعال داشته باشیم، آیا آنان، یا کشورهایی که ذخایر نفتی بیشتری از ما دارند نیز پذیرفته‌اند که نیاز مبرم کشور ما را به نفت خام، هنگامی که تولید داخلی کفاف مصرف داخلی را نمی‌دهد، تأمین کنند؛ آن هم با قیمت ارزانی که ما سال‌ها به آنان عرضه کرده‌ایم؟ خاطرنشان می‌کنیم که حتی اگر قیمت نفت خام بشکه‌ای ۱۰۰ دلار باشد هنوز در بازار اروپا ارزان‌تر از یک بشکه (۱۵۹ لیتر) نوشابه غیر الکلی است، در حالی که نفت خام در خلال مدت زمانی حدود ۲۰ تا ۵۰ میلیون سال تولید شده و تجدیدناپذیر است.

www.SID.ir

Archive of SID

توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت به میزانی که بتوانیم ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت خام را طی ۲۰ سال آینده تأمین کنیم، در واقع پاسخ به این سؤال است که صادرات نفتی ما چقدر باید باشد تا «منافع کشورهای پیشرفته صنعتی و سایر کشورهای وارد کننده» تأمین شود؟ در حالی که سؤال اصلی باید این باشد که «منافع ملی» ما در میان‌مدت و بلندمدت را با چه حجمی از صادرات در خلال زمان می‌توان تأمین کرد؟

۴ـ کمبود گاز برای تزریق به میادین نفتی و برنامه‌های توسعه صادرات گاز: تناقضی در سیاست‌های هیدروکربوری کشور

قبل از انقلاب اسلامی، ضرورت تزریق گاز به میادین نفتی کشور برای ازدیاد برداشت توسط کارشناسان ایرانی به اثبات رسید و کنسرسیوم سابق که در نوامبر ۱۹۷۳ به «آسکو»[۲۹] تبدیل شده بود، به اجبار آن را پذیرفت و «تزریق به میدان نفتی هفتگل با استفاده از کلاهک گازی میدان نفت سفید که فشار بالایی داشت در خرداد ۱۳۵۵ و بدون کمپرسور انجام شد. با استفاده از فشار بالای کلاهک گازی میدان پازنان که حدود psi ۲۰۰۰ بالاتر از فشار میدان گچساران بود، تزریق گاز از میدان پازنان به میدان گچساران به میزان یک میلیارد پای مکعب در روز و بدون استفاده از کمپرسور در آبان ۱۳۵۵ آغاز شد. تزریق گاز در میدان نفتی لب سفید به روش «دامپینگ»[۳۰] انجام گرفت، زیرا گاز موجود در لایه گازی که در زیر مخزن قرار داشت، به لایه بالا تزریق شد که بهترین روش تزریق گاز به این نوع میادین نفتی است. بدین ترتیب، برنامه‌ریزی برای افزایش تزریق گاز از مخازن مستقل گازی به میادین نفتی در دستور کار گرفت. قرار بود با تولید روزانه ۳/۵ میلیارد پای مکعب از میدان گازی پارس شمالی و نصب خطوط لوله از این میدان تا میادین نفتی گچساران و بی‌بی‌حکیمه روزانه به ترتیب ۲ و ۱/۵ میلیارد پای مکعب به این مخازن تزریق شود و از گاز میدان پازنان روزانه ۲ میلیارد پای مکعب برای تزریق به میدان نفتی مارون اختصاص یابد و گازهای میادین آغاز و دالان به میزان ۱/۵ میلیارد پای مکعب در روز به میدان رگ سفید تزریق شود. تا قبل از انقلاب اسلامی، نزدیک به ۴ میلیارد دلار

29. Osco: Oil Service Company

30. Dumping

www.SID.ir

Archive of SID

برای خرید لوله و کمپرسور و حفر چاه‌های تزریقی سرمایه‌گذاری شد. در مجموع می‌توان گفت که قبل از انقلاب اسلامی، برنامه تزریق گاز به میادین نفتی با استفاده از کلاهک‌های گازی میدان پازنان و میادین مستقل گازی مانند پارس شمالی و آغار و دالان و گازهای همراه که سوزانده می‌شد بالغ بر ۹ میلیارد پای مکعب در روز معادل ۲۵۵ میلیون مترمکعب بود که جهت تزریق به ۸ میدان نفتی در نظر گرفته شد. محدودیت تولید گاز و تعهد ایران برای صدور گاز به شوروی سابق از موانع افزایش حجم تزریق گاز به میادین نفتی به شمار می‌رفت. با وجود این، با شروع انقلاب اسلامی در سال ۱۳۵۷، توسعه برنامه‌های تزریق گاز به میادین نفتی کشور متوقف شد و لوله‌های خریداری شده به مصارف جنگ تحمیلی اختصاص یافت و کمپرسورهای خریداری شده نیز به علت افت فشار مخازن، کم و بیش بلااستفاده ماند.[۳]

بنابراین در قبل از انقلاب اسلامی ضرورت تزریق گاز به میزان ۲۵۵ میلیون مترمکعب در روز به ۸ میدان بزرگ نفتی، به تصویب مقامات و سیاستگذاران نفتی کشور رسیده بود و این در حالی است که هنوز میدان عظیم پارس جنوبی کشف نشده بود. متأسفانه بعد از انقلاب و به علت جنگ تحمیلی و فقدان توجه به تولید صیانتی، علی‌رغم فتوای حضرت امام (ره) که تولید صیانتی از مخازن نفتی را به لحاظ شرعی از واجبات دانسته‌اند، حجم تزریق به میادین نفتی به شدت کمتر از میزان لازم و کافی بود. این حقیقت را می‌توان از زبان وزیر وقت نفت بازگو کرد: «کمبود گاز برای تزریق در میدان‌های نفتی ضایعاتی جبران ناپذیر به همراه داشته و دارد» (زنگنه، ۱۳۸۱، صص ۷ و ۸). وزیر وقت نفت ضرروت تزریق گاز به میادین نفتی به منظور تولید صیانتی و ازدیاد برداشت را به نحو روشن‌تری در مجلس شورای اسلامی در سال ۱۳۷۷ چنین بیان می‌کند: «در حال حاضر حدود ۷۰ میلیون مترمکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میادین نفتی‌مان داریم که حداقل باید نزدیک به ۲۰۰ میلیون مترمکعب در روز به آن اضافه شود» (زنگنه، ۱۳۷۷). ملاحظه می‌شود که نظر وزیر وقت نفت آن بود که تولید صیانتی از ذخایر نفتی کشور اقتضاء می‌کند که در سال ۱۳۷۷ روزانه دست کم ۲۷۰ میلیون متر مکعب گاز به میادین نفتی کشور تزریق شود.

بعد از انقلاب اسلامی برنامه‌های مصوب هیئت مدیره شرکت ملی نفت برای تزریق به

www.SID.ir

Archive of SID

میادین نفتی بسیار کمتر از میزان لازم و کافی بوده است. با وجود این، حجم گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده همواره کمتر و در برخی سال‌ها حدود نیمی از برنامه‌های مصوب هیأت مدیره گزارش شده است. مسئولان ارشد وزارت نفت، دلیل اصلی این امر را کمبود گاز برای تزریق ذکر کرده‌اند. با وجود این، صدور گاز به ترکیه از آذرماه ۱۳۸۰ آغاز شد و این در حالی است که در همان سال، تزریق به میادین نفتی حدود ۱۵ میلیون مترمکعب در روز کمتر از برنامه مصوب هیئت مدیره شرکت ملی نفت بود. نمونه دیگر، برنامه مصوب هیئت مدیره برای تزریق روزانه ۱۶۰ و ۱۸۰ میلیون مترمکعب به میادین نفتی در سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶ است که عملکرد تزریق به ترتیب بیش از حدود ۷۳ و ۷۱ میلیون مترمکعب در روز برآورد نمی‌شود و این در حالی است که برنامه‌های صدور گاز به هند و پاکستان توسط برنامه‌ریزان و سیاستگذاران دستگاه نفت با جدیت دنبال شده و می‌شود: «صادرات گاز با خط لوله به کشورهای نزدیک و نیز صادرات به صورت گاز مایع، از دیگر زمینه‌هایی است که به جد در دستور کار وزارت نفت قرار دارد. بدیهی است که سرمایه‌گذاری‌های گسترده راه نیل به این آرزوی بزرگ ملی را هموار خواهد ساخت» (زنگنه، ۱۳۸۰، ص ۵).

این همه نشان‌دهنده تناقض‌های جدی در سیاست‌های هیدروکربوری کشور است که خود ناشی از کم‌توجهی به مطالعات کارشناسی در مدیریت مخازن و ازدیاد برداشت است. نکته جالب توجه این است که شرکت ملی نفت ایران هیچگاه تلاش و عزم جدی برای محاسبه حجم گاز مورد نیاز برای تزریق جهت حداکثرسازی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی را انجام نداده است: «ما الان نمی‌دانیم تقاضای واقعی برای تزریق چقدر است. برای اولین بار در تاریخ این مطالعه می‌خواهد انجام شود. [بعد از انجام این مطالعات] معلوم می‌شود که تقاضا برای تزریق چقدر است. [برآوردهای موجود] برآوردهای غیردقیق است [زیرا] هنوز مطالعات جامع انجام نشده است»[۴]. علی‌رغم اینکه مطالعات انجام شده در سال‌های قبل از انقلاب اسلامی برای ازدیاد برداشت از ۸ میدان بزرگ نفتی نشان می‌داد که بایستی روزانه دست کم ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز به این میادین تزریق شود، این سؤال مطرح می‌شود که در وضعیت کنونی که هنوز برآورد رسمی از حجم گاز مورد نیاز برای حداکثرسازی ازدیاد برداشت و مقایسه هزینه

www.SID.ir

Archive of SID

- فایده آن با صدور گاز در دست نیست، چرا برنامه‌های صدور گاز در اولویت قرار می‌گیرد؟

تأکید مقامات نفت در تولید صیانتی و اجرایی کردن برنامه‌های تزریق از یک سو و بی‌توجهی به انجام مطالعات جامع کارشناسی در این خصوص نمونه بارزی از کاستی‌های موجود در نظام سیاستگذاری‌های نفت و گاز کشور بوده است. متأسفانه در دولت‌های نهم و دهم نیز علی‌رغم تأکید بر تولید صیانتی هنوز اقدام جدی در تدوین سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن هیدروکربوری کشور انجام نشده است. اولین وزیر نفت دولت نهم چنین می‌گوید: «در مخازنی که عملیات تزریق صورت نگرفته و تولید غیرصیانتی انجام می‌شود، تقریباً به میزان نفت خام تولید شده از منابع نفت خام کشور به هدر می‌رود و برای همیشه از دسترس نسل‌های آینده خارج می‌شود. ادامه این بی‌توجهی با وجود منابع عظیم گاز در کشور، غیرمنطقی و از دید نسل‌های بعد غیرقابل گذشت خواهد بود. یکی از برنامه‌های کلان در این زمینه انتقال و تزریق گاز پارس جنوبی به میادین داخلی است که علاوه بر صیانت از مخازن و افزایش ضریب بازیافت، گاز را از میادین مشترک به میادین داخلی انتقال داده و برای سال‌های بعد ذخیره می‌کند» (وزیری هامانه، ۱۳۸۵،ص ۱۱). متأسفانه نه تنها اجرای چنین برنامه‌های صحیح و جدی مورد بی‌توجهی قرار گرفته است، بلکه رویدادهایی همچون کمبود گاز در زمستان ۱۳۸۵ و قطع موقتی صدور گاز به ترکیه و پرداخت غرامتی سنگین از این بابت و کاهش تزریق گاز به میادین نفتی به کمتر از نیمی از برنامه مصوب هیئت مدیره در سال ۱۳۸۵ و «برداشت روزانه حدود ۱۵ میلیون مترمکعب از کلاهک‌های گازی در فصل زمستان همان سال» [۵] که مغایرت کامل با قانون نفت و تولید صیانتی از مخازن نفتی دارد، نتوانست به قدر کافی هشداردهنده باشد، زیرا برنامه‌های صدور گاز همچنان در اولویت سیاست‌های هیدروکربوری کشور قرار دارد.

اظهار نظر وزیر وقت نفت (آقای نوذری - بهمن ۱۳۸۶) در پاسخ به سؤال یکی از نمایندگان مجلس شورای اسلامی در خصوص برنامه‌های صادرات گاز در وضعیتی که کمبود شدید گاز برای تقاضای داخلی وجود دارد، تا حدی روشن‌کننده است، زیرا وزیر وقت نفت اعلام کرد که تا قبل از سال ۱۳۹۱ هیچ‌گونه صادراتی به هند و پاکستان یا اروپا انجام نخواهد شد. این پاسخ

www.SID.ir

Archive of SID

علی‌القاعده باید مبتنی بر تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی در افق چشم‌انداز باشد، اما کاستی‌های جدی در ترازنامه رسمی گاز که نویسنده در خرداد ۱۳۸۵ به اطلاع برخی مقامات ذی‌ربط رساند[۶] نه تنها تاکنون رفع نشده، بلکه این ترازنامه در شورایعالی انرژی یا هیچ نهاد رسمی دیگر نیز به تصویب نرسیده است.

۵- برنامه‌های توسعه صادرات گاز و منفی بودن تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی در افق چشم‌انداز: تناقضی دیگر در سیاست‌های هیدروکربوری کشور

اظهار نظر کارشناسی که نویسنده این مقاله در شهریور ۱۳۸۱ در مورد برنامه‌های پیشنهادی وزارت نفت در خصوص اجرای چهار پروژه بزرگ LNG [۷] مطرح نمود، دلالت بر این داشت که علاوه بر حداکثرسازی تولید صیانتی از میدان مشترک پارس جنوبی، اتخاذ تصمیم درباره صدور گاز طبیعی به صورت خط لوله و یا LNG مستلزم تهیه و تدوین ترازنامه عرضه و تقاضای گاز طبیعی است تا بتوان به برآوردهای قابل اطمینانی از موارد زیر دست یافت:

الف) عرضه گاز در افق چشم‌انداز از مخازن مشترک و مستقل گازی؛

ب) تقاضای مدیریت شده گاز در بخش‌های خانگی، تجاری، حمل‌ونقل، صنعتی به ویژه پتروشیمی، نیروگاه‌ها؛

ج) نیاز میادین نفتی به تزریق گاز برای ازدیاد برداشت و تولید صیانتی به منظور تأمین منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده.

با برآوردهای فوق می‌توان حجم گاز مازاد را محاسبه نمود و نسبت به صدور آن از طریق خط لوله و یا LNG آن هم بعد از انجام مطالعات کارشناسی در خصوص روند تغییرات قیمت نفت و گاز در آینده تصمیم‌گیری کرد. برآورد دقیقی از حجم ازدیاد برداشت که می‌تواند از تزریق گاز به میادین نفتی کشور حاصل شود نیز ضروری است، زیرا تنها بدین وسیله می‌توان هزینه فرصت گاز را معلوم کرد و چارچوب مناسبی برای قیمت‌گذاری گاز صادراتی تدوین نمود. متأسفانه تدوین ترازنامه عرضه و تقاضای گاز طبیعی تا سال ۱۳۸۴ در دستور کار قرار نگرفت.

بر اساس آمارهای رسمی وزارت نفت که به کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی

www.SID.ir

Archive of SID

ارائه شده بود، نویسنده (درخشان، ۱۳۸۴، الف و ب) نشان داد که بدون صدور گاز طبیعی به هند و پاکستان و اروپا، تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی کشور در نیمه چشم‌انداز (سال ۱۳۹۳) دست کم بین ۴ تا ۴۴ میلیون مترمکعب در روز با کمبود روبه‌رو خواهد شد. خوشبختانه طرح این مباحث موجب شد که ضرورت تدوین تراز عرضه و تقاضای گاز مورد توجه مسئولان قرار گیرد و سرانجام وزارت نفت ترازنامه عرضه و تقاضای گاز طبیعی کشور را در خرداد ماه ۱۳۸۵ تدوین و عرضه نمود. این ترازنامه که «سند رسمی و مرجع نهایی نظام برنامه‌ریزی» برای صدور گاز طبیعی کشور نامیده شد، دارای اشکالات و کاستی‌های متعددی است که توسط نویسنده به اطلاع مسئولان مربوطه رسید که بحث آن از حوصله این مقاله خارج است. به نظر می‌رسد تاکنون این ترازنامه تجدید نظر نشده و به تصویب نهادهای رسمی همچون شورایعالی انرژی نرسیده است. بنابراین می‌توان ادعا کرد که در وضعیت کنونی، برآورد رضایت بخشی از عرضه و تقاضای گاز طبیعی در افق چشم‌انداز نداریم که بتوان برنامه‌های تولید صیانتی از مخازن نفتی و صدور گاز طبیعی را در چارچوبی واحد و با هماهنگی و تجانس، تدوین و اجرا نمود.

فرجام

حجم عظیم نفت درجا و پائین بودن ضریب بازیافت در تخلیه طبیعی از مخازن نفتی کشور که نوعاً از جنس آهکی شکافدار با تراوایی بسیار کم است، ایجاب می‌کند که مدیریت صحیح مخازن و اجرای هر چه سریع‌تر برنامه‌های ازدیاد برداشت در اولویت قرار گیرد. دسترسی به حجم عظیمی از گاز طبیعی جهت تزریق به آن دسته از میادین نفتی که از اولویت تزریق برخوردارند، شرط لازم برای افزایش ضریب بازیافت است. تولید صیانتی از میدان پارس جنوبی می‌تواند گاز مورد نیاز را برای تزریق مهیا کند. بعد از تکمیل فرآیند ازدیاد برداشت، گاز تزریق شده ذخیره‌ای برای استفاده نسل‌های آینده است تا به مصارف داخلی و صادرات اختصاص یابد.

با توجه به اینکه میادین عظیم نفتی ما در نیمه دوم عمر خود هستند و فشار عموم آنها به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش یافته است، تأخیر در تزریق گاز ضایعات جبران‌ناپذیری به همراه داشته و خواهد داشت. از این‌رو سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از ذخایر نفتی را نمی‌توان

www.SID.ir

Archive of SID

مستقل از سیاست‌های بهینه تولید گاز و تخصیص آن به مصارف خانگی، تجاری، صنعتی، حمل‌ونقل، نیروگاه‌ها و تزریق به میادین نفتی تدوین نمود. ازدیاد برداشت از مخازن نفتی حلقه واسطه سیاست‌های نفت و گاز است تا بدان وسیله بتوان به سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور و تخصیص آن به مصارف مختلف دست یافت.

تحقق هدف فوق مستلزم برآورد دقیقی از تراز عرضه و تقاضای کشور است. سه معیار اساسی را در تدوین این تراز باید در نظر گرفت که عبارت‌اند از: الف) حداکثرسازی تولید گاز از میادین مشترک به ویژه پارس جنوبی با رعایت کامل اصول تولید صیانتی؛ ب) برآورد دقیقی از حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی جهت حداکثرسازی ضریب بازیافت؛ ج) مدیریت تقاضای داخلی برای گاز طبیعی از طریق حداکثرسازی صرفه‌جویی در مصارف مختلف گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری، صنعتی، پتروشیمی و نیروگاه‌ها.

برنامه‌های صدور گاز طبیعی از طریق خطوط لوله و یا LNG موقعی توجیه کارشناسی دارد که اولاً تراز عرضه و تقاضای گاز طبیعی، مازادی را نشان دهد، ثانیاً با توجه به تحولات بازار جهانی انرژی و رشد سریع قیمت انرژی‌های فسیلی، برنامه صدور گاز طبیعی چنان طراحی و اجرا شود که حداکثر بازده اقتصادی را نصیب کشور کند، ثالثاً بر اساس اصل حداکثرسازی ارزش اقتصادی ذخایر، حتی‌المقدور تولید و صدور فرآورده، جایگزین خام‌فروشی شود.

مطالعات درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸۶) نشان می‌دهد که با تزریق حدود ۶/۲ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی به مدت ۳۰ سال به آن دسته از مخازن نفتی که از اولویت تزریق برخوردارند، می‌توان با فشار افزایی کامل مخازن نفتی، به حدود ۷۰ میلیارد بشکه ازدیاد برداشت دست یافت و استمرار تولید را دست کم به میزان ۴میلیون بشکه در روز به مدت ۵۰ سال بعد از فشار افزایی کامل مخازن ادامه داد. در خلال دوره تزریق ۳۰ ساله به منظور فشار افزایی کامل، اجرای برنامه‌های صدور گاز مستلزم دسترسی به مازاد گاز است، اما بعد از آنکه فشار مخازن به سطح اولیه آنها رسید حجم عظیمی گاز برای صادرات در دسترس قرار خواهد گرفت.

ادعای نویسنده این نیست که نتایج حاصل از مطالعه فوق قطعی است، بلکه این مطالعه توانسته است افق‌های جدیدی را در

www.SID.ir

Archive of SID

طراحی سیاست‌های بهینه بهره‌برداری و تخصیص از ذخایر هیدروکربوری کشور نشان دهد و لذا ضروری است مطالعات مشابهی به سرعت در دستور کار وزارت نفت، شرکت ملی نفت و مراکز پژوهشی مرتبط با مسائل انرژی قرار گیرد تا بتوان افق‌های دورتر را بهتر دید و منافع ملی را در بلندمدت بهتر تأمین نمود.

پانوشت‌ها

۱. همچنین به «کارگاه بررسی سیاست‌های مدیریت و بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز» با شرکت علی محمد سعیدی، کمال دانشیار و مسعود درخشان، خبرگزاری ایسنا مورخ ۱۳۸۶/۶/۲۴ کد خبر ۰۰۶۳۲-۸۵۰۶ مراجعه شود.

۲. اظهار نظر مشاور سابق وزیر وقت نفت در روزنامه کیهان شماره ۱۷۸۴۱، صفحه ۴، سه‌شنبه دوم دی ماه ۱۳۸۲.

۳. گفتگوی اینجانب با علی محمد سعیدی. همچنین مراجعه شود به مقالات ایشان در *ویژه نامه نفت و منافع ملی، نشریه مجلس و پژوهش*، شماره ۳۴، تابستان ۱۳۸۱.

۴. اظهار نظر شفاهی یکی از مقامات ارشد وزارت نفت در مرداد ۱۳۸۶ در مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.

۵. گفتگوی اینجانب با یکی از مقامات ارشد وزارت نفت در سال ۱۳۸۶.

۶. برای آشنایی با مضون این گزارش‌ها، می‌توان به سخنرانی‌های درخشان (۱۳۸۴) مراجعه نمود.

۷. این چهار پروژه عبارتند از NIOC LNG, Persian LNG, Pars LNG, Iran LNG. برای توضیحات بیشتر در خصوص این چهار پروژه به کتاب *نفت و توسعه (۲)* از انتشارات وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۱۵ مراجعه شود.

منابع

۱. درخشان، مسعود (۱۳۸۱)، «منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز»، ***ویژه‌نامه نفت و منافع ملی، مجلس و پژوهش***، شماره ۳۴، سال نهم، تابستان.

۲. ----------، (۱۳۸۴) (الف)، ***اقتصاد جهانی، وضعیت کنونی و آینده نفت و گاز ایران***، ارائه شده در همایش «اقتصاد ایران و اقتصاد جهانی: چالشها و فرصت‌ها»، سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی، شیراز، اردیبهشت.

۳. ----------، (۱۳۸۴) (ب)، ***ملاحظاتی در وضعیت کنونی و آینده سیاست‌های انرژی کشور***، ارائه شده در مراسم افتتاحیه پنجمین همایش ملی انرژی، وزارت نیرو، هفدهم اردیبهشت.

۴. درخشان، مسعود و علی محمد سعیدی و دیگران (۱۳۸۵)، ***بررسی کاستی‌های موجود در قراردادهای بیع متقابل و ارائه الگوی قراردادی مناسب برای تامین مالی در بخش بالا دستی نفت و گاز***، طرح پژوهشی، دفتر همکاری های فن‌آوری ریاست جمهوری، اردیبهشت.

۵. ----------، (۱۳۸۶)، ***بررسی وضعیت ذخایر نفت خام کشور و امکان‌سنجی تولید کنونی در افق چشم‌انداز***، طرح پژوهشی، دفتر همکاریهای فن‌آوری ریاست جمهوری.

www.SID.ir

Archive of SID

۶. زنگنه، بیژن (۱۳۷۷)، «درباره لایحه بودجه ۱۳۷۸ به مجلس شورای اسلامی»، نشست دوم، مورخ ۱۳۷۷/۱۰/۲۲ به نقل از ***مجلس و پژوهش*** شماره ۲۷، اردیبهشت و خرداد ۱۳۷۸.
۷. ----------، (۱۳۸۰)، «نفت و توسعه – قسمت آخر»، ***مجله مشعل***، شماره ۲۰۵، سال هفتم، نیمه دوم خرداد.
۸. ----------، (۱۳۸۱)، ***نفت و توسعه (۲)***، وزارت نفت، شهریور.
۹. سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱)، «سه مقاله در بررسی صنعت نفت کشور»، ***ویژه‌نامه نفت و منافع ملی***، ***مجلس و پژوهش***، شماره ۳۴، سال نهم، تابستان.
۱۰. وزارت نفت (۱۳۷۷)، ***گزارش فنی- اقتصادی طرحهای بیع متقابل***، معاونت امور بین‌الملل، دی ماه.
۱۱. وزارت نفت (۱۳۸۱)، ***نفت و توسعه (۲)***، روابط عمومی وزارت نفت، شهریور.
۱۲. وزارت نیرو (۱۳۷۴)، معاونت برنامه‌ریزی، ***ترازنامه انرژی***.
۱۳. وزیری هامانه، کاظم (۱۳۸۵)، **میثاق نفت در دولت نهم**، برنامه وزیر نفت جمهوری اسلامی ایران، زمستان

www.SID.ir